



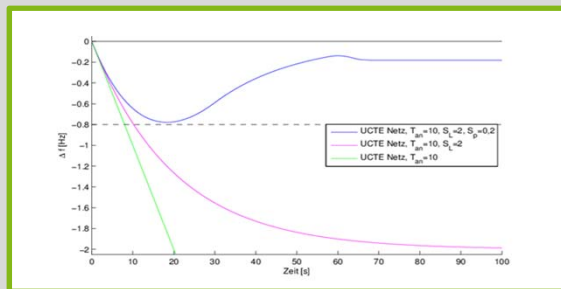
ZUKÜNFTIGE ERBRINGUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten

Systemdienstleistungen

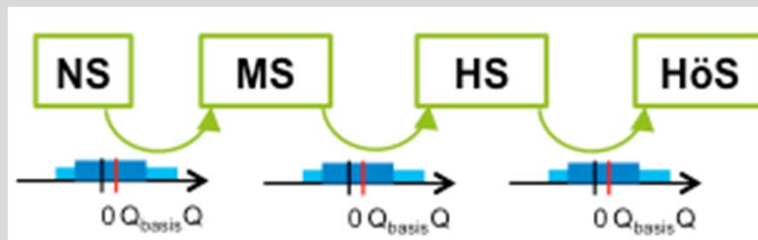
■ Frequenzhaltung

- Momentanreserve
- Regelleistungserbringung



■ Spannungshaltung

- Blindleistungs-Bereitstellung
- Kurzschluss-Leistung



■ Betriebsführung

- Betriebskonzepte / aktiver Netzbetrieb
- IKT / Schutz-Leittechnik



■ Netzwiederaufbau

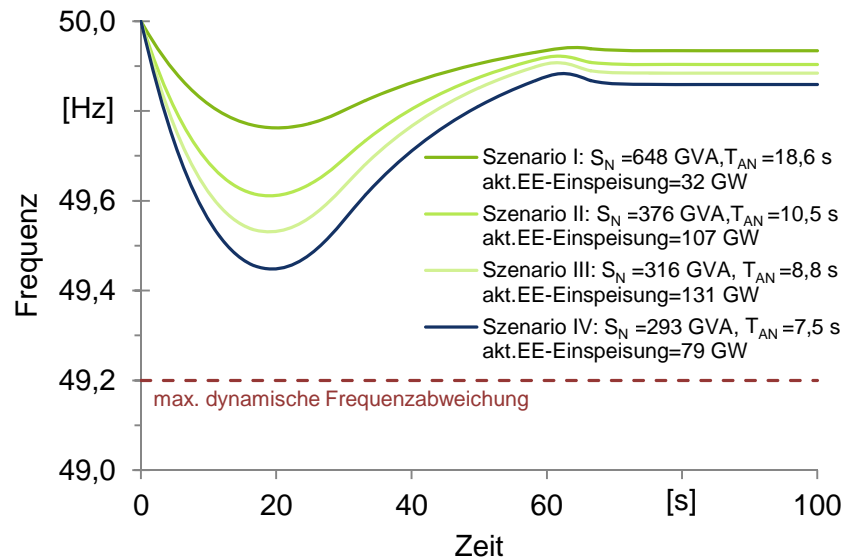
- Schwarzstart
- Inselnetzbetrieb

Momentanreserve und Regelleistung

FREQUENZHALTUNG

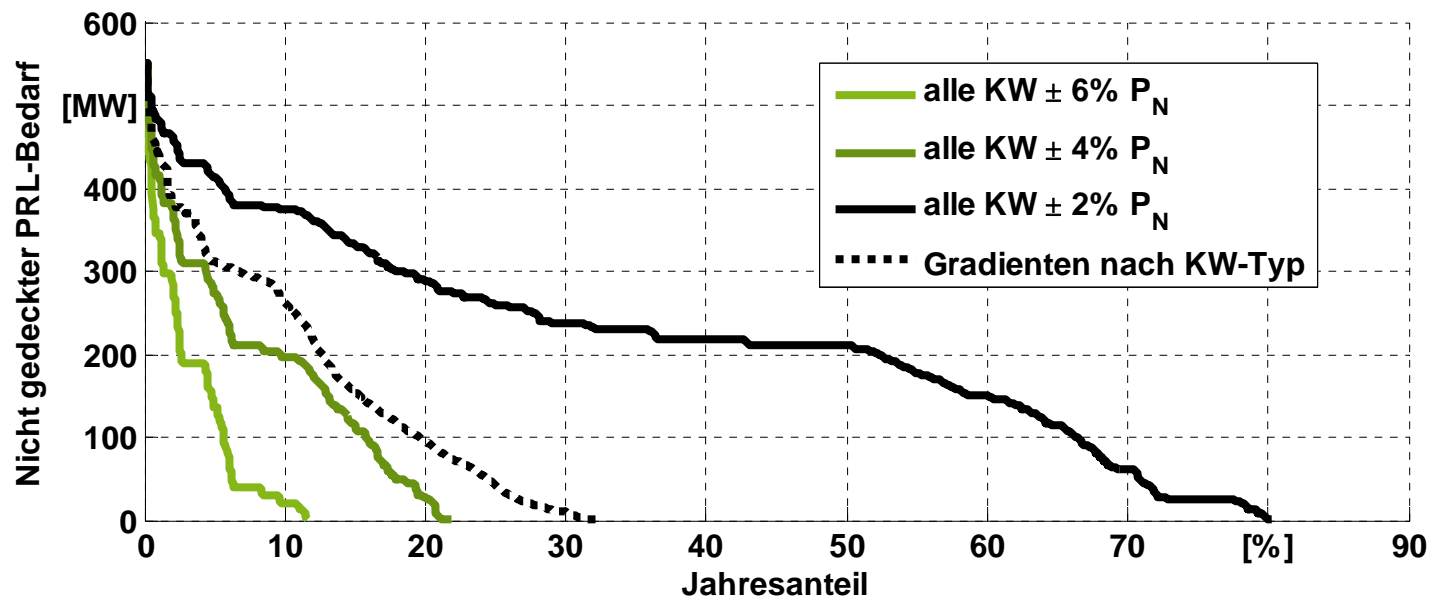
Momentanreserve im ENTSO-E-System

- Frequenzverläufe für ausgewählte Stunden im Betrachtungsjahr 2033
 - Netzgebiet: ENTSO-E



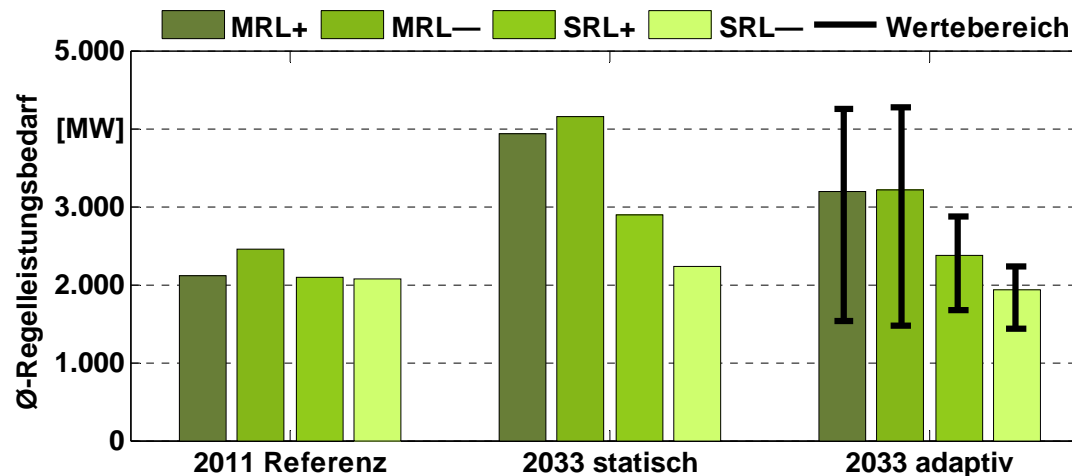
- Momentanreserve insgesamt ausreichend
- künstliche Trägheit aus WEA kann Status Quo im deutschen Energieversorgungssystem beibehalten
- ▶ Ausarbeitung technischer Details und Schaffung von Rahmenbedingungen zur Erbringung

Primärregelleistung benötigt zusätzliche Erbringung aus EE-Anlagen, Speichern und Lasten



- DEA, Speicher und Lasten müssen in Primärregelleistungskonzept integriert werden.

Sekundär- und Minutenreservebedarf



Zum Zeitpunkt der minimalen Residuallast in 2033 erfolgt die

- Deckung des **neg. RL-Bedarfs** durch:
 - Drosselung der WEA-Einspeiseleistung
 - Reduzierung der Einspeiseleistung von WEA & PV
 - Reduzierung der Einspeiseleistung aus Biomasse
- Deckung des **pos. RL-Bedarfs** durch:
 - Freigabe zuvor gedrosselter WEA- und PV-Einspeiseleistung
 - Reduzierung der PSW Pumpleistung
 - Lastreduzierung

- Bedarf steigt, kann aber durch Adaption an tägliche EE-Einspeisung durchschnittlich reduziert werden.

Handlungsempfehlungen Frequenzhaltung

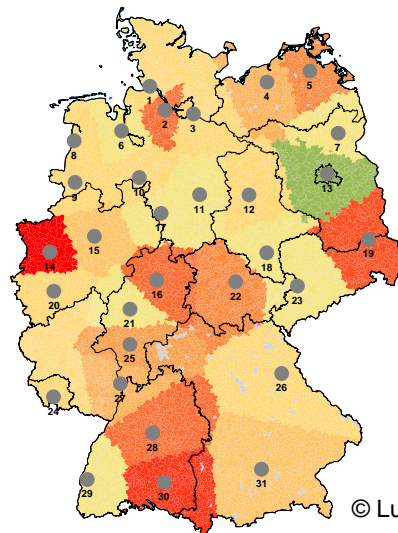
- DEA und Speicher für Regelleistungs-Erbringung zulassen
- Verkürzung der Ausschreibungs- und Vorlaufzeiten
- Adaption des Dimensionierungsverfahrens für Regelleistung

Blindleistungsbedarf und Potentiale aus den Verteilnetzen

SPANNUNGSHALTUNG

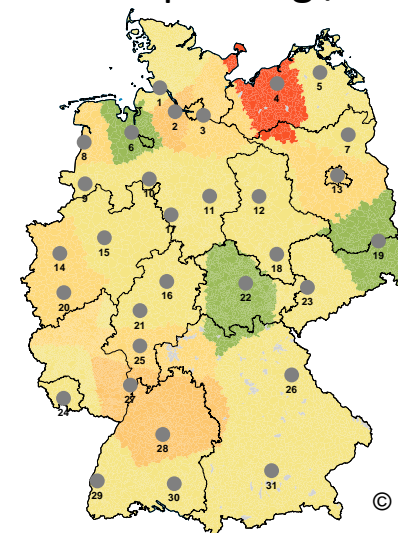
Q-Bedarf in bemessungsrelevanten Stunden

Stark-EE + Starklast



© Lutum+Tappert

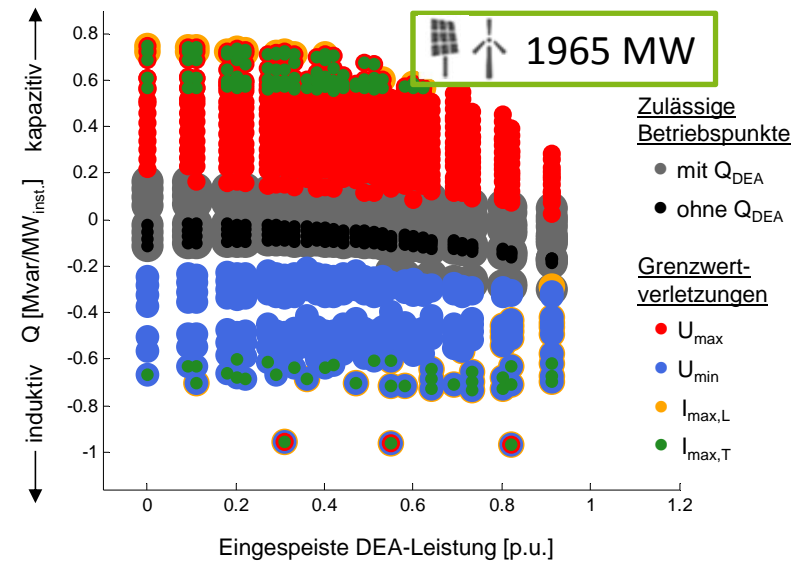
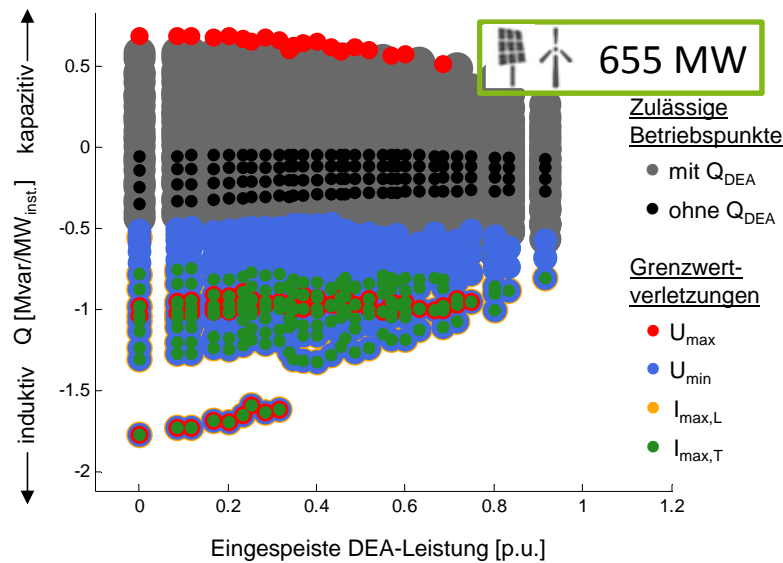
Mittlere Windeinspeisung / Schwachlast



© Lutum+Tappert

- Q-Bedarf im (n-0)- und (n-1)-Fall kann größtenteils gedeckt werden durch:
 - die aktiven konventionellen Kraftwerke,
 - die bereits vorhandenen Kompensationsanlagen,
 - die HGÜ-Konverter und
 - **die DEA aus unterlagerten Verteilnetzen →**

Potential auf HS-Ebene



- Ohne Blindleistungsbereitstellung aus dem VN wirkt dieses als Blindleistungssenke
- Bei hohen DEA/Last-Verhältnissen ist eine kapazitive Bereitstellung wegen Netzrestriktionen nicht mehr möglich, aber auch nicht notwendig

Handlungsempfehlungen Spannungshaltung

- In allen Verteilnetzebenen ist ein blindleistungsneutraler Betrieb durch DEA-Nutzung möglich
- Einbezug der HGÜ-Konverter und DEA der HS-Ebene zur Q-Regelung auf HöS-Ebene ist kurzfristig zu empfehlen
- Technische und regulatorisch/wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Q-Regelung in den VN-Ebenen und für die HöS-Ebene sind zu schaffen

NETZWIEDERAUFBAU

Netzwiederaufbau als zentrales Konzept vs. dezentralen Zellen



Regionen (Inseln) mit ausgeglichener Leistung als Ankerpunkte

- Regelbare Erzeuger
- EE-Anlagen in definierten Zuständen ohne Volatilität
- Gezielte Lastzuschaltung (MS-/NS- ohne EE)

Zellen müssten vollständig automatisiert alle Frequenz-/Leistungs- und Spannungssteuerung dezentral ausführen

- Regelungstechnische Anbindung aller DEA

Handlungsempfehlungen Netzwiederaufbau

- Beibehaltung des Konzeptes mit konv. Kraftwerken als Ankerpunkte für den Netzwiederaufbau
- Verbesserung der EE-Zustandserkennung und Zusammenspiel ÜNB und VNB
- DEA und Speicher als zusätzliche Stützung für Frequenz- und Spannungshaltung

Koordination Planung / Betrieb und Smart Grid / Smart Market

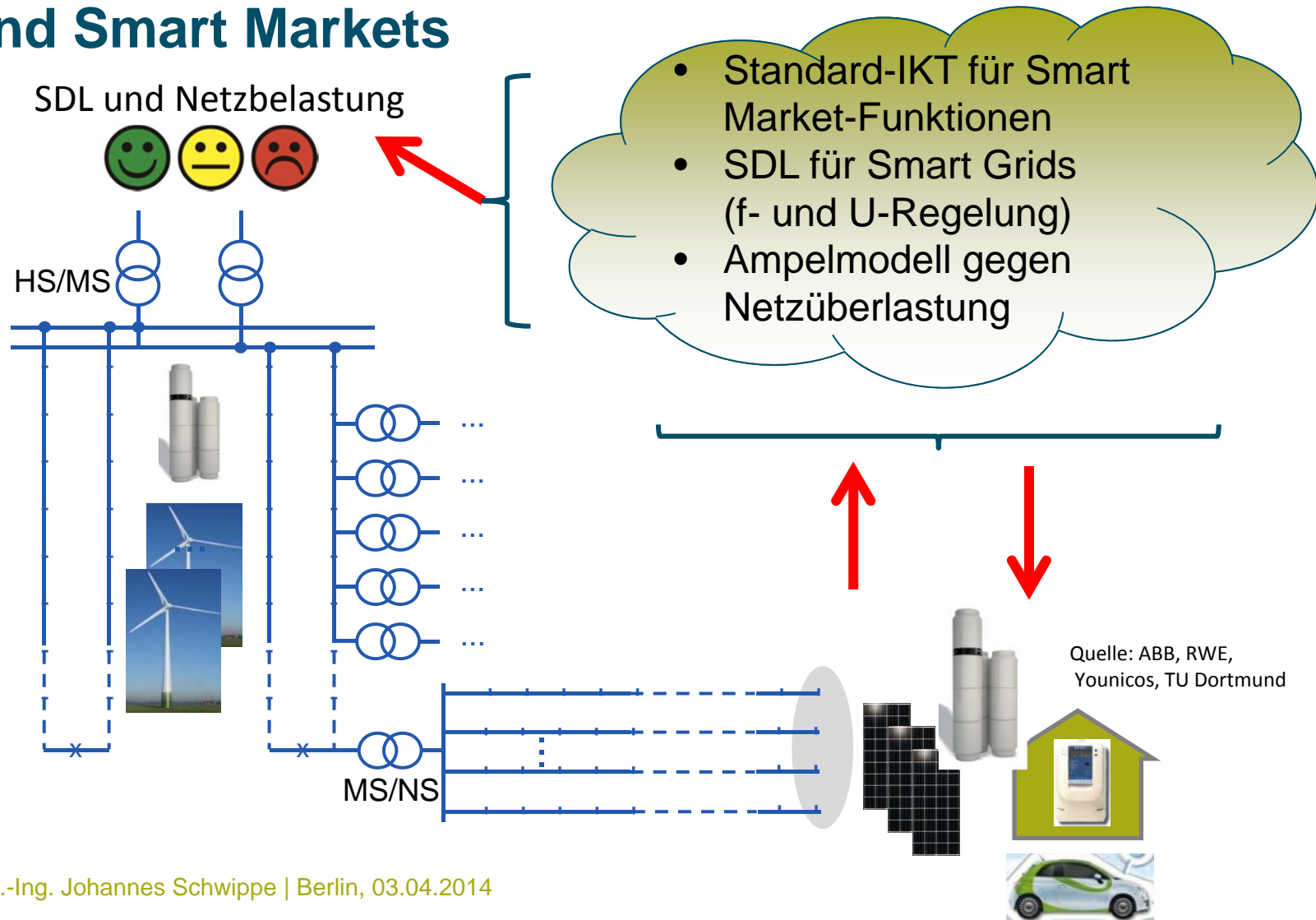
BETRIEBSFÜHRUNG

Präventive Planung und reaktiver Abruf stabilisierender Maßnahmen

Fälle	Maßnahmen präventiv planen	Maßnahmen aktivieren
N-0		
1. N-1-Fall	Für jeden Fall Maßnahmen optimieren und präventiv vorhalten: - EE-Abregelung - Redispatch - Leistungsflusssteuerung	präventiv sofort aktivieren oder
2. N-1-Fall		korrektiv schnell genug nach Fehlerfall aktivieren
...		
N-2		ausreichend Handlungsspielraum für Notfälle vorhalten

- in 110-kV-Netzen teilweise heutige Praxis (allerdings als manuelles Handlungsschema)
- in Übertragungsnetzen kritisch, aber gemäß ENTSO-E zugelassen
- in MS-/NS- in einzelnen Piloten in Erprobung

Betriebsführung: Informationen für Smart Grids and Smart Markets



Handlungsempfehlungen Betriebsführung

- Mechanismen für präventive und korrektive stabilisierende Maßnahmen festlegen
 - EE-Abregelung zur Netzoptimierung zulassen

- SDL von zunächst großen DEA ermöglichen

- Koordination ÜNB und VNB
 - Konzepte für ebenenübergreifende Spannungsregelung
 - DEA zur Momentanreserve- und Primärregelleistungserbringung müssen bei VN Planung berücksichtigt werden
 - Bereitstellung von SRL und MRL muss koordiniert erfolgen (Präqualifikation, Gleichzeitigkeit im Netz)
 - VNB muss Netzwiederaufbau einschließlich volatiler DEA koordinieren

ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassung

- Herausforderungen bei SDL um heutiges Niveau zu halten
- Integration von DEA und Speichern zur SDL-Erbringung notwendig
- Rahmenbedingungen sind geeignet anzupassen
- Verteilnetze werden vermehrt SDL koordinieren / erbringen
- Betriebsführung wird komplexer und benötigt neue unterstützende Methoden

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

